Affaires autochtones et Développement du Nord Canada
Aboriginal Affairs and Northern Development Canada

Pétrole et gaz du Nord Rapport annuel 2011

Canada

Affaires autochtones et Développement du Nord Canada
Aboriginal Affairs and Northern Development Canada

Pétrole et gaz du Nord Rapport annuel 2011

La gestion des ressources pétrolières et gazières sur les terres de la Couronne au nord du 60e parallèle de latitude dans les Territoires du Nord-Ouest, le Nunavut et les régions extracôtières du Nord est une responsabilité fédérale qu'assume la Direction générale du pétrole et du gaz du Nord, des Affaires indiennes et du Nord Canada.

La gestion des ressources pétrolières sur les terres de la Couronne est régie par des lois fédérales. La Loi fédérale sur les hydrocarbures et ses règlements régissent l'attribution et l'administration des droits de prospection et d'exploitation et établissent le régime des redevances. La Loi sur les opérations pétrolières au Canada réglemente les opérations pétrolières et les retombées économiques qui en découlent. Le ministère s'occupe des questions foncières et de celles qui touchent aux redevances et aux retombées économiques au nom du ministre des Affaires indiennes et du Nord canadien, tandis que l'Office national de l'énergie se charge d'approuver les opérations.

On peut trouver de l'information sur la gestion des ressources pétrolières et gazières dans le Nord en consultant le site Web http://www.aadnc-aandc.gc.ca/fra/1100100036087

Canada

Pour obtenir de plus amples renseignements sur les droits de reproduction, veuillez communiquer avec Travaux publics et Services gouvernementaux Canada (TPSGC) par téléphone au 613-996-6886, ou par courriel à l'adresse suivante : droitdauteur.copyright@tpsgc-pwgsc.gc.ca .

www.aadnc-aandc.gc.ca
1 800 567-9604
ATS seulement 1 866 553-0554

Version anglaise :
QS-8509-120-EE-A1
Catalog R71-47/2011E
ISSN 1193-6150

Version française :
QS-8509-120-FF-A1
Catalog R71-47/2011F
ISSN 1193-6169

© **Sa Majesté la Reine du Chef du Canada, représentée par le *Ministre des Affaires autochtones et du développement du Nord canadien, 2012***

Photos en page couverture, de gauche à droite :

convoi de camions utilisés pour la cueillette de données sismiques dans le delta du Mackenzie – G. Morrell;
derrick de forage dans la partie centrale de la vallée du Mackenzie, T.N. O.;
poste des opérations dans le delta du Mackenzie – Bureau régional des Territoires du Nord-Ouest, AADNC.

Message de l'honorable John Duncan, c.p. député
Ministre des Affaires autochtones et du développement du Nord canadien

Je suis heureux de déposer au Parlement ce rapport annuel sur l'administration des terres où sont exploités le pétrole et le gaz dans les Territoires du Nord-Ouest, au Nunavut et en haute mer dans le Nord. Il porte sur l'année qui a pris fin le 31 décembre 2011.

En plus d'être un élément fondamental du patrimoine canadien et de notre identité nationale, le Nord, avec son grand potentiel en matière de pétrole, de gaz et de minéraux, jouera un rôle important dans la croissance économique future du pays.

Le gouvernement du Canada s'engage à augmenter les connaissances sur le potentiel en matière d'énergie et de minéraux dans le Nord, et ce, afin de favoriser le développement économique durable dans l'Arctique canadien. En juillet, les résultats du processus d'appel d'offres annuel (pétrole et gaz) pour 2010-2011 ont été annoncés. À la suite de ce processus, 11 nouveaux permis de prospection ont été accordés dans la partie centrale de la vallée du Mackenzie pour des engagements de travail totalisant 534 millions de dollars, et deux permis de prospection additionnels dans la mer de Beaufort. Aujourd'hui, l'utilisation des nouvelles technologies et techniques pour ces permis crée la possibilité de développer des réservoirs non conventionnels de ressources sur les terres et d'explorer de nouvelles régions au large des côtes de l'Arctique canadien.

La nature cyclique du secteur de l'exploration du pétrole et du gaz a été mise en évidence en 2011, alors qu'un seul nouveau puits d'exploration a été creusé dans les Territoires du Nord-Ouest. Le prix du gaz naturel au Canada a baissé puis est resté à un niveau bas tandis que le prix du pétrole a augmenté. Dans ce contexte, les redevances découlant de la production de pétrole et de gaz sur les terres du Nord ont été inférieures de 26 % en 2011 comparativement à 2010.

Le 15 décembre 2011, l'Office national de l'énergie a publié son rapport intitulé la *Revue des forages extracôtiers dans l'Arctique canadien*. Le rapport a confirmé que le forage dans le Nord peut être fait en toute sécurité et que l'Office national de l'énergie a les outils nécessaires pour protéger les travailleurs et l'environnement. Comme l'environnement demeure une préoccupation constante, l'Évaluation environnementale régionale de Beaufort a été mise en œuvre cette année. Il s'agit d'une initiative de quatre ans visant à constituer une base de connaissances de nature scientifique et socioéconomique au sujet de la mer de Beaufort.

Je vous invite à consulter le rapport annuel du pétrole et gaz du Nord pour obtenir davantage de renseignements sur l'exploration pétrolière et gazière au Canada et sur la mise en valeur de ces ressources au cours de la dernière année.

John Duncan, c.p. député

Mai 2012

Terres domaniales[1] relevant de la compétence administrative du ministre des Affaires autochtones et du développement du Nord canadien

[1] Les «terres domaniales» sont définies à la section 2 de la *Loi fédérale sur les hydrocarbures*, comme suis :

« terres domaniales » Les terres qui appartiennent à Sa Majesté du chef du Canada ou dont elle peut légalement aliéner ou exploiter les ressources naturelles, et qui sont situées :

a) soit dans les Territoires du Nord-Ouest, au Nunavut ou dans l'île de Sable;

b) soit dans les zones sous-marines non comprises dans le territoire d'une province, et faisant partie des eaux intérieures, de la mer territoriale ou du plateau continental du Canada,

est toutefois exclue la zone adjacente au sens de l'article 2 de la *Loi sur le Yukon*.

Table des matières

PÉTROLE ET GAZ DU NORD 7

INTRODUCTION 7
2011 EN BREF 8
Gestion des droits 8
Opérations 9
Production 9
Redevances 9
Retombées économiques 9
Évaluation environnementale régionale de Beaufort 9
HISTOIRE DE LA PROSPECTION DANS LE NORD 9
RESSOURCES PÉTROLIÈRES ET GAZIÈRES 11

GESTION DU PÉTROLE ET DU GAZ 13

ATTRIBUTION DES DROITS 13
Attribution et cessation de permis en 2011 17
Administration des dépôts de garantie d'exécution 20
Déclarations de découvertes importantes et exploitables 21
RETOMBÉES ÉCONOMIQUES 21
CONSIDÉRATIONS ENVIRONNEMENTALES 22
Outil de gestion de l'environnement et des ressources pétrolières 22
Fonds pour l'étude de l'environnement 23
Évaluation environnementale régionale de Beaufort 23
Autres activités de recherche 24

ACTIVITÉS D'EXPLORATION ET DE DÉVELOPPEMENT 24

Sommaire 24
Sud des Territoires du Nord-Ouest 25
Partie centrale de la vallée du Mackenzie 26
Le delta du Mackenzie 26
Mer de Beaufort 26
Archipel arctique du Nunavut 26
Zone extracôtière de l'est de l'Arctique 26

PRODUCTION 27

Le champ Norman Wells 27
Ikhil 27
Collines Cameron 28

LES REDEVANCES 29

Vérifications et évaluations 29

SOURCE DE RENSEIGNEMENTS ADDITIONNELS 30

Tableaux

Tableau 1 : Prix du pétrole et du gaz 8
Tableau 2 : Ressources en pétrole et en gaz 12
Tableau 3 : Disposition des terres en date du 31 décembre 2011 16
Tableau 4 : Permis de prospection 18
Tableau 5 : Recettes tirées de l'administration des intérêts ($) 2007 - 2011 20
Tableau 6 : Statistiques sur le forage 2011 25
Tableau 7 : Acquisition de données sismiques 2002-2011 26
Tableau 8 : Production de pétrole et de gaz 2007-2011 28
Tableau 9 : Redevances perçues 2007-2011 29

Diagrammes

Diagramme 1 : Carte de la partie centrale de la vallée du Mackenzie 14
Diagramme 2 : Carte de la mer de Beaufort et du delta du Mackenzie 15
Diagramme 3 : Carte des principaux secteurs d'activité dans l'ouest de l'Arctique 24
Diagramme 4 : Puits forés de 2001-2002 à 2010-2011 26
Diagramme 5 : Production du champ pétrolier de Norman Wells en 2011 27
Diagramme 6 : Production de gaz 2002-2011 28
Diagramme 7 : Production du pétrole 2002-2011 28

PÉTROLE ET GAZ DU NORD

Introduction

Le Nord du Canada est richement doté de ressources pétrolières et gazières encore peu exploitées, exception faite du champ pétrolier de Norman Wells, dans la partie centrale de la vallée du Mackenzie, et de quelques gisements de gaz dans le sud des Territoires du Nord-Ouest. Les zones d'exploration ciblées présentant un intérêt immédiat sont notamment les imposantes structures non investiguées au large des côtes de l'Arctique et de nombreuses régions terrestres à peine explorées.

Jusqu'à présent, l'exploration dans le Nord s'est concentrée sur les sources conventionnelles de pétrole et de gaz, mais l'utilisation de nouvelles technologies pour le développement des ressources non conventionnelles dans les gisements peu-perméables comme le schiste, ne cesse de croître en Amérique du Nord et son exploration est maintenant envisagée dans le Nord canadien. Les techniques de fracturation hydraulique et de forage horizontal permettent à l'industrie d'accéder à des ressources que les techniques conventionnelles des décennies précédentes ne permettaient pas. Bien que l'accent ait été mis sur les ressources de gaz naturel contenu dans le schiste, des techniques comparables peuvent également être appliquées pour améliorer la récupération dans les gisements de pétrole. Une formation géologique favorable est essentielle au succès du développement de ce type de ressource et l'on sait qu'il existe d'excellentes possibilités à cet égard au nord du 60e parallèle, et que les explorateurs s'y intéressent.

En 2011, les opérations ont été limitées, avec un seul nouveau puits d'exploration foré dans les Territoires du Nord-Ouest, tandis que les dépenses engagées ont été au plus bas niveau depuis une décennie. Cela reflète la nature cyclique du secteur de l'exploration des hydrocarbures qui fluctue au gré de nombreux facteurs, y compris le prix du pétrole et du gaz.

L'intérêt pour les demandes de désignations est un des signes précurseurs d'un nouveau cycle d'exploration. En 2011, l'industrie a fait l'acquisition de onze nouveaux permis de prospection dans la partie centrale de la vallée du Mackenzie qui l'engage à réaliser des travaux d'une valeur de plus d'un demi milliard de dollars. L'industrie a indiqué s'intéresser principalement à l'exploration du potentiel des formations de schiste à proximité de l'infrastructure du pipeline actuel près de Norman Wells.

En 2011, les intérêts de l'industrie étaient partagés entre l'exploration d'importants champs conventionnels dans les eaux profondes de la mer Beaufort et l'exploration dans la partie centrale de la vallée du Mackenzie. Un important pas en avant pour les explorateurs extracôtiers fut la diffusion par l'Office national de l'énergie (ONE) le 15 décembre 2011 du rapport « Revue des forages extracôtiers dans l'Arctique canadien ». Ce rapport était l'aboutissement d'un examen exhaustif lancé par l'ONE peu après la catastrophe de la plateforme Deepwater Horizon dans le golfe du Mexique. Il confirme que des activités de forage peuvent être effectuées en toute sécurité dans le Nord et que l'ONE a les outils nécessaires pour assurer la sécurité des travailleurs et de l'environnement. Les titulaires de permis de prospection peuvent dorénavant consulter les exigences de dépôt relatives aux forages

extracôtiers dans l'Arctique canadien qui ont été publiées à la suite de cette étude.

Les prix du pétrole et du gaz ont continué de suivre des parcours opposés en 2011. Le prix du pétrole au Canada a affiché une tendance générale à la hausse, le prix moyen au cours de l'année ayant été de 18 % supérieur à celui de 2010. Le prix du pétrole est demeuré généralement élevé, comme l'approvisionnement fut affecté par la réduction de la production dans certains pays, plus particulièrement en Libye.

Le prix du gaz naturel canadien a chuté de 10 % au cours de 2011, atteignant en décembre son plus bas niveau en 27 mois. L'augmentation de l'offre en gaz naturel dû à la croissance de l'exploitation de gaz de schiste aux États-Unis et la plus faible demande associée à des températures clémentes ainsi qu'une reprise économique fragile aux États-Unis sont autant de facteurs qui ont contribué à maintenir les prix peu élevés.

Le faible prix du gaz est à l'origine de l'intérêt mitigé pour d'autres activités de prospection de gaz naturel dans le Nord, d'où l'absence de travaux de cet ordre dans le delta du Mackenzie, une zone reconnue pour ses ressources gazières. Le prix soutenu du pétrole et des liquides de gaz naturel continue néanmoins d'être une source d'encouragement pour les entreprises qui envisagent faire de l'exploration dans le nord du Canada.

Tableau 1 : Prix du pétrole et du gaz

	décembre 2010	décembre 2011	moyenne 2011
Pétrole - $CAN/m^3 (prix moyen à Edmonton)	540,88	618,80	601,11
Gaz - $CAN/GJ (prix moyen AECO marché intérieur)	3,62	3,25	3,53

Source : Ressources naturelles Canada

Le projet gazier Mackenzie est un exemple d'un projet potentiellement important pour la commercialisation des ressources pétrolières et gazières canadiennes de l'Arctique de l'ouest. À ce jour, la décision de procéder avec le projet repose avec les promoteurs, sur la base de leurs considérations d'ordre commercial.

2011 en bref

GESTION DES DROITS

Deux appels d'offres ont pris fin le 21 juin 2011, suscitant l'intérêt de l'industrie dans la partie centrale de la vallée du Mackenzie ainsi que dans le delta du Mackenzie et la mer de Beaufort. De retour dans la plaine du Mackenzie, l'industrie s'est vue octroyer onze nouveaux permis de prospection couvrant près de 900 000 hectares au nord et au sud du champ pétrolier Norman Wells, pour un engagement pécuniaire d'un ordre de 534 millions $. Il s'agit d'une vente record pour cette région, tant sur le plan de la superficie que sur le plan de la valeur des soumissions. Les soumissionnaires retenus sont ConocoPhillips Canada Resources Corp., ExxonMobil Canada Limited, Husky Oil Operations Limited, Imperial Oil Resources Ventures Limited, MGM Energy Corp., 6362 N.W.T. Limited et Shell Canada Limited.

Dans la mer de Beaufort, deux permis de prospection en eau peu profonde sur 200 000 hectares ont été octroyés à la société Arctic Energy & Minerals Limited pour un engagement pécuniaire totalisant deux millions.

Opérations

Un nouveau puits exploratoire a été foré dans la vallée centrale du Mackenzie et un programme de prospection sismique a également été lancé dans la vallée du Mackenzie. Le forage s'est limité à deux nouveaux puits de développement afin de maintenir la production du champ des collines Cameron dans le sud des Territoires du Nord-Ouest.

L'ensemble des dépenses d'exploration dans le Nord en 2011 est provisoirement estimé à 20 millions $, soit une baisse par rapport au 30 millions $ de 2010.

Production

Trois champs pétroliers et gaziers ont été exploités en 2011 : le champ pétrolier Norman Wells dans la partie centrale de la vallée du Mackenzie, le champ gazier Ikhil dans le delta du Mackenzie, le champ des collines Cameron, au sud-ouest de Hay River, dans le sud des Territoires du Nord-Ouest. La production totale de gaz naturel a été de 164,3 x 10^6 m^3 (5,8 milliards de pieds cubes) et la production totale de pétrole a été de 608,6 x 10^3 m^3 (3,8 millions de barils).

Redevances

Les redevances perçues pendant l'année 2011 de la production pétrolière et gazière dans le Nord se sont chiffrées à 11 652 548 $.

Retombées économiques

En réponse aux recommandations du vérificateur général du Canada, ainsi qu'aux recommandations des parties intéressées, le ministère a élaboré un processus de planification des retombées économiques et de production de rapport plus efficace, tel que prévu par la loi régissant les activités pétrolières et gazières.

Les lignes directrices récemment proposées concernant le Plan de retombées économiques pour le Nord visent à maximiser les avantages économiques des résidents du Nord et d'autres Canadiens ainsi qu'à clarifier le processus d'approbation du Plan de retombées économiques pour les entreprises qui proposent des opérations dans le Nord.

Évaluation environnementale régionale de Beaufort

L'évaluation environnementale régionale de Beaufort (EERB) a été lancée en 2011. Les responsables de dix-sept projets de recherche et six groupes de travail ont commencé à faire des efforts pour contribuer aux objectifs qui consistent à combler les lacunes en matière d'information et de données régionales sur les activités pétrolières et gazières extracôtières, et à améliorer l'efficacité du régime réglementaire.

Histoire de la prospection dans le Nord

La prospection pétrolière et gazière dans le Nord canadien a commencé il y a fort longtemps : elle remonte à la découverte de pétrole à Norman Wells en 1920. À la fin des années 1940 et 1950, la prospection s'est intensifiée dans le sud des Territoires du Nord-Ouest, et elle s'est poursuivie dans tout le Nord canadien de 1960 à 1985, sous l'impulsion du « choc pétrolier » de 1974 et des préoccupations liées à l'approvisionnement national.

Depuis la découverte du champ pétrolier Norman Wells, un total de 1 563 puits[2] a été foré dans les Territoires du Nord-Ouest, au Nunavut et dans les zones extracôtières de l'Arctique. Les activités de forage ont culminé à partir des années 1970 jusqu'à la fin des années 1980. La plupart de ces puits ont été forés dans la vallée du Mackenzie où 27 découvertes ont été réalisées. De celles-ci, un champ pétrolier, se trouvant dans la partie centrale de la vallée du Mackenzie, un second champ pétrolier et gazier et cinq champs gaziers, situés dans le sud des Territoires du Nord-Ouest, ont produit du pétrole et/ou du gaz. Les deux champs pétroliers sont les seuls qui poursuivent la production aujourd'hui.

Deux cent soixante-quize puits ont été forés dans la région de la mer de Beaufort et du delta du Mackenzie. De ce nombre, 93 ont été désignés en zone extracôtière bien que plusieurs d'entre eux ont été forés en eau très peu profonde, à partir de plateformes de glace épaissie ou d'îles artificielles. On a fait 60 découvertes importantes dans la région, mais en l'absence d'un pipeline vers les marchés du sud, seul un champ gazier de petite taille (Ikhil) a été exploité pour répondre à la demande locale. Un seul puits extracôtier a été foré au cours des 22 dernières années.

Dans l'archipel arctique, au nord de la 75e latitude, 192 puits ont été forés entre 1962 et 1987 : la majorité étant située dans le bassin Sverdrup où l'on a déclaré 19 découvertes importantes. Trois puits ont été forés dans les années 1970 dans l'Arctique de l'est : une découverte importante a été faite dans le détroit de Davis mais n'a pas encore été exploitée. Par ailleurs, sept puits ont été forés dans la région de la baie d'Hudson, du bassin Foxe et du détroit d'Hudson entre 1969 et 1985, mais aucune découverte n'a été enregistrée.

Au milieu des années 1980, on a assisté au développement plus poussé du champ pétrolier Norman Wells dans la partie centrale de la vallée du Mackenzie ainsi qu'à la construction d'un pipeline reliant le champ Norman Wells au nord de l'Alberta. Le champ pétrolier de Norman Wells est le plus septentrional au Canada.

L'engouement actuel pour le Nord canadien remonte au milieu des années 1990, avec l'octroi par la Couronne de nouveaux permis de prospection dans le sud des Territoires du Nord-Ouest puis, peu de temps après, dans la partie centrale de la vallée du Mackenzie. Plus tard, au cours de cette même décennie, des compagnies ont acheté des droits de prospection dans presque tout le delta du Mackenzie et dans les régions extracôtières adjacentes. Cela a stimulé les activités d'exploration au cours des dix dernières années, les entreprises cherchant à respecter les engagements liés à leurs permis. En 2007 et 2008, on s'est intéressé à des zones en eaux plus profondes, sur la marge extérieure de la plate-forme continentale, au centre de la mer de Beaufort. Cette tendance s'est renforcée en 2010, avec l'octroi d'un troisième permis de prospection en eaux profondes.

[2] Les données sur le nombre de puits proviennent de l'Office national de l'énergie.

Ressources pétrolières et gazières

D'après l'Office national de l'énergie, environ 35 % des ressources en gaz naturel commercialisable encore disponibles et 37 % des ressources en pétrole brut léger récupérable se trouvent dans le nord du Canada (Avenir énergétique du Canada, 2011).

Les activités d'exploration et de développement de gaz naturel dans l'Ouest canadien se tournent de plus en plus vers le gaz provenant des schistes et d'autres formations à faible perméabilité, grâce aux technologies de forage horizontal et de fracturation hydraulique en plusieurs étapes qui évoluent rapidement. Néanmoins, les gisements de gaz naturel classiques demeurent intéressants sur le plan économique, surtout lorsqu'ils sont riches en liquides de gaz naturel. Au-delà des quelques découvertes majeures existantes, le nord du Canada est soupçonné avoir un excellent potentiel à faire des découvertes de grands champs gaziers additionnelles.

Bien que les sables bitumineux soient le principal moteur de l'accroissement de la production pétrolière au Canada, l'investissement dans l'amélioration des techniques de récupération des ressources dans les champs existants et dans les formations à faible perméabilité est très attrayant en raison des prix actuels, tout comme le sont les investissements dans l'exploration des gisements pétroliers classiques dans les régions qui n'ont pas encore épuisé tout leur potentiel d'exploration. Les conditions géologiques de nombreuses régions du Nord sont prometteuses et leur potentiel en termes de champs pétroliers classiques est élevé. Plus particulièrement, la zone extracôtière de l'Arctique offre un vaste théâtre d'opérations dans les régions qui ont été très peu explorées à l'aide des techniques modernes d'exploration.

Le tableau 2 présente les estimations des ressources potentielles dans le Nord, selon les régions. Ce sont des évaluations moyennes des ressources potentielles obtenues par des méthodes probabilistes. L'incertitude demeure dans une large mesure en ce qui concerne le potentiel de ressources dans de nombreux bassins pétroliers du Nord canadien, surtout pour des scénarios d'exploration conceptuels qui n'ont pas encore été confirmés par des forages. De nouvelles études géologiques dirigées par la Commission géologique du Canada, dans le cadre de son Programme de géocartographie de l'énergie et des minéraux, laissent croire que les estimations présentées au tableau 2 sont fiables.

Les plus accessibles parmi ces ressources potentielles se trouvent à la frontière avec les provinces de la Colombie-Britannique et de l'Alberta, au 60e parallèle, et la mer de Beaufort, dans un vaste corridor entre les montagnes Rocheuses et le Bouclier canadien. Une partie des bassins « Horn River » et « Liard » s'étend dans le sud des Territoires du Nord-Ouest. Ces deux bassins sont présentement développés dans le nord de la Colombie-Britannique et de l'Alberta, en particulier pour le gaz de schiste. L'ouest de l'Arctique, qui comprend une bonne partie des Territoires du Nord-Ouest et la région extracôtière adjacente de l'Arctique, renfermerait, selon les estimations, plus de la moitié du pétrole récupérable du Nord canadien; la plus importante contribution potentielle de ces ressources se trouvant dans le bassin de Beaufort-Mackenzie.

Dans la région du delta du Mackenzie, la mise en valeur des gisements majeurs de Taglu et du lac Parsons ainsi que du grand gisement de Niglintgak est proposée dans le cadre du projet gazier Mackenzie. Les promoteurs du projet évaluent les ressources combinées de ces gisements à 161 x 10^9 m^3 (5,7 billions de pieds cubes). Des ressources additionnelles découvertes récemment pourraient accroître cette production.

Les champs gaziers découverts dans les collines Colville, dans la partie centrale de la vallée du Mackenzie, pourraient être reliés au futur gazoduc au moyen d'un court pipeline latéral. La partie centrale de la vallée du Mackenzie détient aussi un potentiel considérable de découvertes de pétrole. Le déclin de la production du principal champ pétrolier de Norman Wells libère de la capacité sur l'oléoduc actuel d'Enbridge vers l'Alberta. Les nouvelles

Tableau 2 : Ressources en pétrole et en gaz

RESSOURCES EN PÉTROLE

	Ressources découvertes		Ressources non découvertes		Ressources potentielles ultimes	
Région	**10^6 m^3**	***MMbbl***	**10^6 m^3**	***MMbbl***	**10^6 m^3**	***MMbbl***
Territoires du Nord-Ouest et zone extracôtiere	187,9	*1182,5*	*799,7*	*5032,6*	987,6	*6215,0*
Nunavut et zone extracôtiere	51,3	*322,9*	371,8	*2339,4*	423,1	*2662,3*
Zone extracôtiere de Yukon	62,5	*393,8*	412,7	*2596,8*	475,2	*2990,6*
Total	**301,7**	***1899,1***	**1584,1**	***9968,8***	**1885,9**	***11867,9***

RESSOURCES EN GAZ

	Ressources découvertes		Ressources non découvertes		Ressources potentielles ultimes	
Région	**10^9 m^3**	***Bpc***	**10^9 m^3**	***Bpc***	**10^9 m^3**	***Bpc***
Territoires du Nord-Ouest et zone extracôtiere	457,6	*16,2*	1542,2	*54,8*	1999,8	*71,0*
Nunavut et zone extracôtiere	449,7	*16,0*	1191,9	*42,3*	1641,6	*58,3*
Zone extracôtiere de Yukon	4,5	*0,2*	486,6	*17,3*	491,1	*17,4*
Total	**911,8**	***32,4***	**3220,7**	***114,4***	**4132,6**	***146,7***

• MMbbl – million de barils (de pétrole); bpc – billion de pieds cubes (de gaz naturel)

• Les ressources sont « récupérables » : des facteurs standard de récupération ont été appliqués : les totaux ont été ajustés lorsque les scénarios conceptuels sont inclus dans les estimés potentiels.

• Les chiffres peuvent ne pas s'ajouter avec précision, car ils ont été arrondis.

• Adapté du tableau 4 dans le document « Drummond, K. J. 2009, *Northern Canada Distribution of Ultimate Oil and Gas Resources* ». Disponible à http://www.drummondconsulting.com/NCAN09Report.pdf. Compilation et intégration de plusieurs sources publiées qui peuvent sous-estimer ou surestimer les ressources réelles sur le terrain. Les volumes et la distribution doivent être considérés approximatifs et ils reflètent l'opinion du consultant.

• La région extracôtière de l'Arctique comprend les zones marines au large du Yukon et des Territoires du Nord-Ouest, dans la mer de Beaufort, ainsi que la région extracôtière du Nunavut, dans l'archipel Arctique et l'Arctique de l'Est. Les ressources du Yukon qui ne sont pas prises en compte et les estimations au tableau 4 ont été ajustées afin de refléter la zone extracôtière seulement. L'affectation des zones extracôtières par le consultant est basée sur l'exploitation des frontières en zones extracôtières entre les territoires et elle ne reflète en rien quelque prise de position que ce soit du gouvernement du Canada.

• Veuillez noter que les volumes de gaz découverts ne tiennent pas compte des estimations faites pour les découvertes récentes (à Ellice I-48, Olivier H-01, Langley K-30, Langley E-07, Kurk M-15 et Ellice J-27 dans le delta du Mackenzie et Summit Creek B-44, Stewart D-57, Lac Maunoir C-34 et Nogha C-49 dans la partie centrale de la vallée du Mackenzie).

découvertes à proximité seraient proches de ces installations existantes.

Les volumes de gaz découverts dans l'Archipel arctique du Canada (au nord de la 75e latitude) sont comparables à ceux de la région du delta du Mackenzie/mer de Beaufort. Le bassin le plus prometteur est le bassin Sverdrup où des champs gaziers importants ont été découverts, par exemple à Drake Point et près d'Hecla. Les ressources combinées pour ces deux champs sont estimées à 257 x 10^9 m^3 (9,1 billions de pieds cubes). Des découvertes importantes de pétrole ainsi que des ressources potentielles non explorées en pétrole et en gaz sont également possibles dans cette vaste région à la géologie variée.

Dans de grandes parties du Nord, aucun forage n'a jusqu'à présent été effectué. Parmi celles-ci, on retrouve le plateau continental arctique, des zones en eau profonde de la pente et du plateau continental de Beaufort, la plus grande partie de la baie de Baffin et du détroit de Lancaster. Dans ces régions, le potentiel de pétrole et de gaz reste largement conceptuel, bien que des études effectuées confirment un grand potentiel pour ces hydrocarbures.

Dans les années 1970, l'exploration des eaux canadiennes du détroit de Davis a permis la découverte d'un gisement de gaz à Hekja, mais l'exploration au cours des dernières années s'est limitée à des programmes de reconnaissance sismique qui s'étendent vers l'ouest du secteur d'exploration plus actif au large du Groenland. En 2011, l'exploration s'est poursuivie dans la moitié Est de la baie de Baffin où cinq nouveaux puits ont été forés. Aucune découverte n'a été annoncée.

Les hydrocarbures d'origine non conventionnelle suscitent de l'intérêt dans la vallée du Mackenzie. Il s'agit notamment de l'exploration du potentiel des schistes de l'ère dévonien, reconnu comme étant la source riche en pétrole se trouvant dans le champ Norman Wells. Aucune estimation des ressources non conventionnelles n'est incluse au tableau 2.

GESTION DU PÉTROLE ET DU GAZ

Attribution des droits

Le ministre des Affaires autochtones et du Nord canadien fournit annuellement à l'industrie l'occasion d'obtenir des droits de prospection dans les Territoires du Nord-Ouest, au Nunavut et au large des côtes, dans le Nord canadien. Ces droits de prospection sont délivrés conformément à la *Loi fédérale sur les hydrocarbures*. Les cartes montrant la disposition des droits pétroliers et gaziers actuels sont disponibles à http://www.aadnc-aandc.gc.ca/fra/1100100036125.

Conformément aux dispositions des ententes sur le règlement des revendications territoriales, l'appui des communautés et des organisations autochtones au sujet des conditions et des clauses d'attribution des droits et d'autres questions sont discutés avant l'attribution de ces droits. Dans le même ordre d'idée, le Ministère consulte et fait participer les gouvernements territoriaux et d'autres organisations fédérales afin d'obtenir les renseignements à jour concernant la sensibilité des écosystèmes. Après examen des réponses reçues, les régions

ouvertes peuvent être ajustées d'une année à l'autre.

Chaque appel d'offres est précédé d'une demande de désignations, ce qui permet à l'industrie d'identifier les lots de terre qui feront l'objet d'un appel d'offres subséquent. L'appel d'offres demeurera en vigueur pour la durée obligatoire minimale de 120 jours et sera publié dans la Partie I de la *Gazette du Canada*.

Des droits de prospection sont attribués suite à un processus d'appel d'offres ouvert et compétitif. Un seul critère d'évaluation de la soumission est actuellement utilisé : les dépenses prévues pour l'exploration des terres en question (engagement pécuniaire). Ce critère est employé pour déterminer le soumissionnaire retenu. Un permis de prospection d'une durée maximale de neuf ans, divisée en deux périodes, lui sera attribué. Le soumissionnaire retenu est censé dépenser une somme correspondante à l'engagement pécuniaire pendant la première période du permis et doit forer un puits au cours de cette même période pour prolonger le permis dans la deuxième période.

En février 2011, deux demandes de désignations se sont terminées avec trois parcelles nominées dans la mer de Beaufort et le delta du Mackenzie et onze parcelles nominées dans la partie centrale de la vallée du Mackenzie. Toutes les parcelles ont été incluses dans deux appels d'offres subséquents, qui ont été publiés le 19 février 2011 et ont pris fin le 21 juin 2011. L'appel d'offres visant la partie centrale de la vallée du Mackenzie a donné lieu à l'octroi de onze permis de prospection couvrant 897 888 hectares et représentant une somme totale de 534 millions de dollars en engagement pécuniaire. Il s'agit d'une vente record, à la fois sur le plan de la valeur et de la superficie des

Diagramme 1 : Carte de la partie centrale de la vallée du Mackenzie

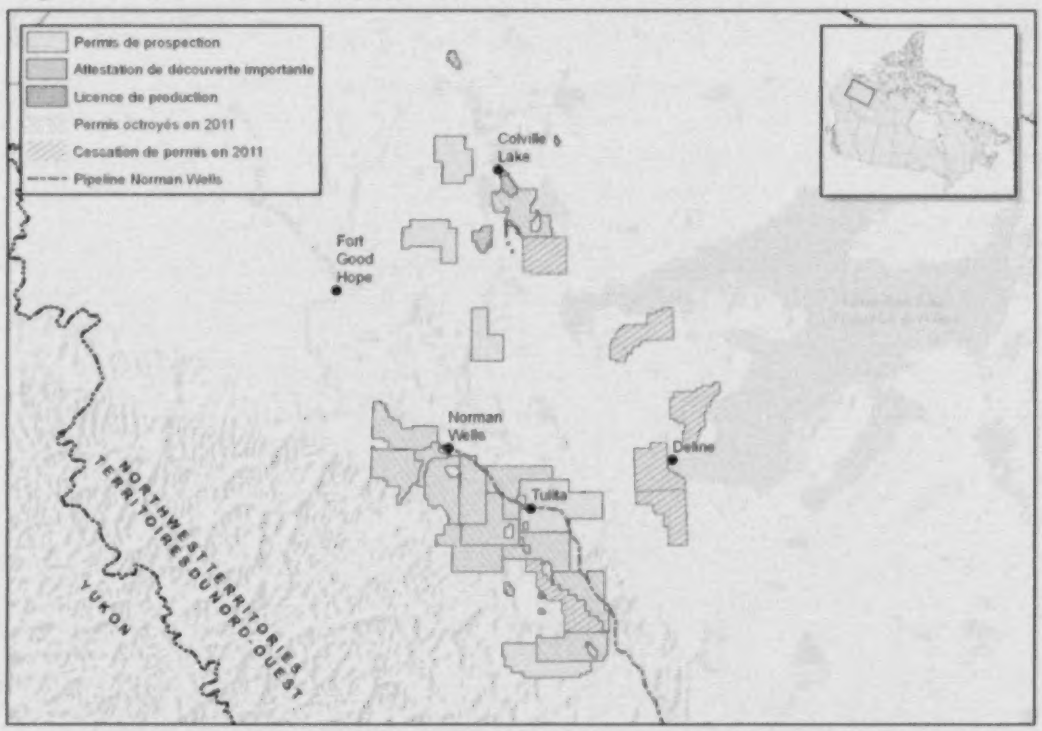
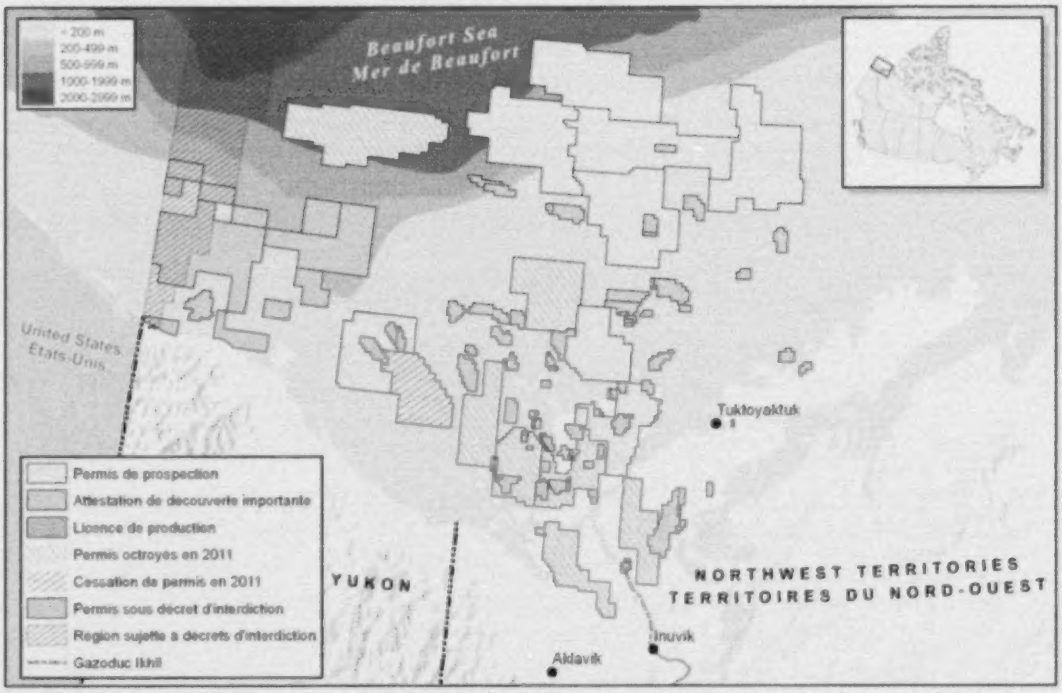


Diagramme 2 : Carte de la mer de Beaufort et du delta du Mackenzie



terrains (voir le diagramme 1). L'appel d'offres visant la mer de Beaufort et le delta du Mackenzie s'est conclu avec l'octroi de deux permis de prospection couvrant 211 195 hectares et représentant une somme totale de deux millions de dollars en engagement pécuniaire (voir le diagramme 2).

En décembre 2011, une demande de désignations a été lancée pour la partie centrale de la vallée du Mackenzie avec une date de fermeture prévue pour le 31 janvier 2012. À la fin de l'année, des préparatifs étaient en cours pour une demande de désignations dans la mer de Beaufort & delta du Mackenzie ainsi que dans l'Archipel arctique du Nunavut pour 2012.

Lorsque les travaux d'exploration mènent à la découverte d'hydrocarbures, une demande de déclaration de découverte importante peut être faite en vertu de la loi. Le processus de déclaration, administré par l'Office national de l'énergie, confirme que la découverte satisfait à certains critères techniques spécifiques et décrit l'étendue de la découverte. L'octroi d'une attestation de découverte importante pour des terres couvrant l'étendue de la découverte est possible soit :

a) sur demande du titulaire d'un permis de prospection pour l'ensemble ou une partie du périmètre de la découverte;
b) par attribution au soumissionnaire retenu à la suite d'un appel d'offres pour l'ensemble ou une partie du périmètre de découverte.

L'attestation de découverte importante est une caractéristique unique du régime établi en vertu de la *Loi fédérale sur les hydrocarbures*. Elle récompense l'exploration fructueuse en accordant un droit d'une durée indéterminée sur la découverte d'hydrocarbures,

reconnaissant que certaines découvertes ne sont pas immédiatement exploitables à des fins commerciales. Aucun loyer ne s'applique actuellement aux attestations de découverte importante. Les droits afférents à l'attestation de découverte importante sont les mêmes que ceux conférés par le permis de prospection.

Une fois que le promoteur a déterminé que la découverte peut être exploitée commercialement et qu'il souhaite commencer à produire du pétrole et du gaz, la loi l'autorise à demander à l'Office national de l'énergie que le périmètre de découverte importante soit déclaré exploitable. À l'instar des dispositions visant l'octroi d'une attestation de découverte importante, l'octroi d'une licence de production est possible soit :

a) sur demande du titulaire d'un permis de prospection ou d'une attestation de découverte importante pour l'ensemble ou une partie du périmètre de la découverte exploitable;

b) par attribution au soumissionnaire retenu à la suite d'un appel d'offres pour l'ensemble ou une partie du périmètre de découverte exploitable.

La durée d'une licence de production est de 25 ans renouvelables, dans la mesure où la production commerciale est poursuivie. Les droits additionnels conférés par une licence de

Tableau 3 : Disposition des terres en date du 31 décembre 2011

Région	Permis de prospection	Attestation de découverte importante	Licence de production	Anciens droits [1]	Total
En hectares					
Archipel arctic	0	332 882	0	0	**332 882**
Zone extracôtière de l'est de l'Arctique	0	11 184	0	862 500	**873 684**
Baie d'Hudson [2]	0	0	0	126 376	**126 376**
Mer de Beaufort	2 168 020	205 636	0	0	**2 373 656**
Delta du Mackenzie	382 412	134 109	3 423	0	**519 944**
Partie centrale de la vallée du Mackenzie	1 456 372	52 725	0	654	**1 509 751**
Sud de Territoires du Nord-Ouest	0	65 729	32 842	21 107	**119 678**
Total	**4 006 804**	**802 265**	**36 265**	**1 010 637**	**5 855 971**

Région	Permis de prospection	Attestation de découverte importante	Licence de production	Anciens droits [1]	Total
Par type de titre (nombre de titres)					
Archipel arctic	0	20	0	0	**20**
Zone extracôtière de l'est de l'Arctique	0	1	0	30	**31**
Baie d'Hudson [2]	0	0	0	8	**8**
Mer de Beaufort	12	38	0	0	**50**
Delta du Mackenzie	5	38	2	0	**45**
Partie centrale de la vallée du Mackenzie	17	11	0	6	**34**
Sud de Territoires du Nord-Ouest	0	31	21	8	**60**
Total	**34**	**139**	**23**	**52**	**248**

[1] Permis et/ou concession émis en vertu des régimes législatifs antérieurs, conformément au paragraphe 112(2) de la Loi fédérale sur les hydrocarbures.

[2] Les permis dans la zone infracôtière, au nord de la baie d'Hudson, sont sous la juridiction des Affaires autochtones et du Nord canadien. Les permis de la baie d'Hudson situés dans la zone extracôtière (non inclus dans ce tableau) sont sous la juridiction de Ressources naturelles Canada.

production comprennent le droit exclusif d'exploiter les hydrocarbures sur ces terres domaniales et un droit de propriété sur les hydrocarbures ainsi produit.

Le tableau 3 présente les dispositions des terres par région et par type de droit.

ATTRIBUTION ET CESSATION DE PERMIS EN 2011

Le Ministère est chargé de la tenue d'un registre des droits pétroliers et gaziers ainsi que des documents enregistrés en vertu de la partie VII de la *Loi fédérale sur les hydrocarbures*. C'est le registre officiel des titulaires de droits et tout transfert ou changement de propriété doit être enregistré. Les rapports des activités mensuelles du bureau d'enregistrement sont affichés en ligne à l'adresse suivante : http://www.aadnc-aandc.gc.ca/fra/1100100036878.

En 2011, treize nouveaux permis de prospection ont été accordés à la suite des appels d'offres dans les régions de la partie centrale de la vallée du Mackenzie et de la mer de Beaufort/delta du Mackenzie. Deux permis ont été accordés à Arctic Energy & Minerals Limited pour des parcelles en eau peu profonde dans la mer de Beaufort : EL464 et EL465. Les onze autres permis ont été octroyés pour des terres dans la plaine du Mackenzie, au nord et au sud du champ pétrolier Norman Wells: Husky Oil Operations Limited a obtenu EL462 et EL463; Shell Canada Limited a obtenu EL467, EL468 et EL469; Conoco Phillips Canada Resources Corp. a obtenu EL470; Imperial Oil Resources Ventures Limited et ExxonMobil Canada Limited ont obtenu EL471 et EL472 et, MGM Energy Corp. et 6362 N.W.T. Limited ont obtenu EL473, EL474 et EL475.

Cinq permis de prospection sont arrivés à échéance à la fin de la première période dans les régions de la partie centrale de la vallée du Mackenzie et la mer de Beaufort/delta du Mackenzie : EL435, EL436, EL437, EL438 et EL439; aucun puits n'a été foré et le permis n'a donc pas reconduit à la deuxième période. Deux autres permis ont pris fin par abandon : EL431 et EL441.

Au cours de l'année, le Ministère a travaillé en collaboration avec des sociétés afin de procéder à la fusion de permis de prospection en vertu du paragraphe 25(3) de la *Loi fédérale sur les hydrocarbures*. Cette disposition de la loi permet aux sociétés d'optimiser l'efficacité de la prospection et des opérations sur les terres en regroupant deux ou plusieurs permis de prospection en un seul. Par conséquent, deux nouveaux permis de prospection ont été octroyés : EL461 (fusion de EL434 et EL450) à MGM Energy Corp., ConocoPhillips Canada Resources Corp., Phillips Petroleum Canada Ltd. et Phillips Petroleum Resources, Ltd.; EL466 (fusion de EL440 et EL454) a été octroyé à MGM Energy Corp. et Devon NEC Corporation.

Les permis qui ont été octroyés, qui sont arrivés à échéance ou qui ont été abandonnés en 2011 sont énumérés au tableau 4 et illustrés dans les diagrammes 1 et 2.

Aucune attestation de découverte importante ni de licence de production n'a été délivré durant l'année 2011.

Dans la région sud des Territoires du Nord-Ouest, la concession de pétrole et de gaz 529 R 69 émise en vertu des régimes législatifs antérieurs (*Loi sur les terres territoriales, Règlement sur les terres pétrolifères et gazifères du Canada*) est arrivée à échéance le 30 mai 2011.

Tableau 4 : Permis de prospection

Permis	Superficie (en ha)	Représentant [1]	Date d'entrée en vigueur	Puits doit être foré avant le[5]	Expiration	Dépenses prévues dans la soumission[2]
Mer de Beaufort et delta du Mackenzie						
EL317[3]	175 810	Talisman Energy Inc.	05 oct. 1986	N/A		N/A
EL329[3]	349 981	BP Canada Energy Resources Company	05 sept. 1987	N/A		N/A
EL446	205 321	Imperial Oil Resources Ventures Limited	01 oct. 2007	30 sept. 2012	30 sept. 2016	585 000 000$
EL447	103 711	ConocoPhillips Canada Resources Corp.	01 sept. 2007	31 août 2012	31 août 2016	12 084 131 $
EL448	108 185	Chevron Canada Limited	31 déc. 2007	30 déc. 2012	30 déc. 2016	1 010 100 $
EL449	202 380	Imperial Oil Resources Ventures Limited	01 déc. 2008	30 nov. 2013	30 nov. 2017	1 180 100 000 $
EL451	205 359	BP Exploration Company Ltd.	01 déc. 2008	30 nov. 2013	30 nov. 2017	15 100 000 $
EL452	196 497	ConocoPhillips Canada Resources Corp.	01 déc. 2008	30 nov. 2013	30 nov. 2017	2 543 896 $
EL453	203 635	BP Exploration Company Ltd.	01 déc. 2008	30 nov. 2013	30 nov. 2017	1 100 000 $
EL456	73 391	MGM Energy Corp.	05 janv. 2011	04 janv. 2016	04 janv. 2020	1 697 000 $
EL457	67 284	MGM Energy Corp.	05 janv. 2011	04 janv. 2016	04 janv. 2020	1 530 000 $
EL458	75 244	MGM Energy Corp.	05 janv. 2011	04 janv. 2016	04 janv. 2020	1 299 600 $
EL459	74 618	MGM Energy Corp.	05 janv. 2011	04 janv. 2016	04 janv. 2020	1 160 000 $
EL460	205 946	Chevron Canada Limited	05 janv. 2011	04 janv. 2016	04 janv. 2020	103 300 000 $
Permis octroyés en 2011						
EL461-A *(EL434)*[4]	50 552	MGM Energy Corp.	14 mars 2011	02 juin 2013	02 mai 2015	41 923 636 $
EL461-B *(EL450)*[4]	41 323				02 juin 2017	
EL464	90 381	Arctic Energy & Minerals Limited	01 sept. 2011	31 août 2016	31 août 2020	1 000 000 $
EL465	120 814	Arctic Energy & Minerals Limited	01 sept. 2011	31 août 2016	31 août 2020	1 000 000 $
Cessation de permis par abandon ou expiration en 2011						
EL434	56 624	MGM Energy Corp.	03 mai 2006	02 mai 2011	02 mai 2015	40 169 000 $
EL435	99 942	Shell Canada Limited	03 mai 2006	02 mai 2011	02 mai 2015	11 552 332 $
EL450	41 323	MGM Energy Corp.	03 juin 2008	02 juin 2013	02 juin 2017	1 754 636 $

[1] Représentants en date du 31 décembre 2011,

[2] Les dépenses au titre de la soumission ont été arrondies au $ le plus près.

[3] Conformément aux décrets d'interdiction, en vertu du paragraphe 12(1)a) de la Loi fédérale sur les hydrocarbures.

[4] Conformément au paragraphe 25(3) de la Loi fédérale sur les hydrocarbures, les permis de prospection EL434 et EL450 ont expiré et été remplacés par un nouveau permis consolidé EL461; de la même manière, les permis EL440 et EL454 ont expiré et été remplacés par le nouveau permis consolidé EL466. Notons que, selon les modalités du permis consolidé, un seul puits peut ne pas être suffisant pour toutes les terres en cause.

[5] Selon les modalités du permis, la première période peut être prolongée.

✓ Les exigences en ce qui a trait au puits ont été satisfaites à la fin de l'année. Le forage d'un puits d'exploration ou de délimitation avant la fin de la première période de la durée de validité est une condition préalable à l'obtention de la tenure pour la deuxième période.

Tableau 4 : Permis de prospection (suite)

Permis	Superficie (en ha)	Représentant [1]	Date d'entrée en vigueur	Puits doit être foré avant le[5]	Expiration	Dépenses prévues dans la soumission[2]
Partie continentale du centre de la vallée du Mackenzie						
EL442	63 312	MGM Energy Corp.	10 mai 2007	09 mai 2012	09 mai 2016	8 260 000 $
EL443	91 116	Husky Oil Operations Limited	10 mai 2007	09 mai 2012	09 mai 2016	4 888 888 $
EL444	74 604	BG International Limited	10 mai 2007	09 mai 2012	09 mai 2016	1 100 000 $
EL445	79 240	BG International Limited	10 mai 2007	09 mai 2012	09 mai 2016	1 100 000 $
EL455	80 240	MGM Energy Corp.	05 janv. 2011	04 janv. 2016	04 janv. 2020	1 699 990 $
Permis octroyés en 2011						
EL462	87 748	Husky Oil Operations Limited	30 août 2011	29 août 2016	29 août 2020	188 000 000 $
EL463	87 034	Husky Oil Operations Limited	30 août 2011	29 août 2016	29 août 2020	188 000 000 $
EL466-A (*EL440*)[4]	87 872	MGM Energy Corp.	15 janv. 2011	09 mai 2012 ✓	09 juil. 2016	11 787 626 $
EL466-B (*EL454*)[4]	82 100					
EL467	87 948	Shell Canada Limited	20 déc. 2011	19 déc. 2016	19 déc. 2020	18 296 208 $
EL468	87 117	Shell Canada Limited	20 déc. 2011	19 déc. 2016	19 déc. 2020	18 098 660 $
EL469	26 533	Shell Canada Limited	20 déc. 2011	19 déc. 2016	19 déc. 2020	7 049 269 $
EL470	87 495	ConocoPhillips Canada Resources Corp.	20 déc. 2011	19 déc. 2016	19 déc. 2020	66 712 035 $
EL471	88 848	Imperial Oil Resources Ventures Limited	20 déc. 2011	19 déc. 2016	19 déc. 2020	21 500 003 $
EL472	90 632	Imperial Oil Resources Ventures Limited	20 déc. 2011	19 déc. 2016	19 déc. 2020	21 500 003 $
EL473	82 643	MGM Energy Corp.	20 déc. 2011	19 déc. 2016	19 déc. 2020	1 512 122 $
EL474	86 602	MGM Energy Corp.	20 déc. 2011	19 déc. 2016	19 déc. 2020	1 502 503 $
EL475	85 288	MGM Energy Corp.	20 déc. 2011	19 déc. 2016	19 déc. 2020	2 021 213 $
Cessation de permis par abandon ou expiration en 2011						
EL431	78 516	Suncor Energy Inc.	18 mai 2005	17 mai 2011	17 mai 2014	2 787 792 $
EL436	84 353	Talisman Energy Inc.	10 mai 2006	09 mai 2011	09 mai 2015	12 150 000 $
EL437	85 993	Talisman Energy Inc.	10 mai 2006	09 mai 2011	09 mai 2015	32 775 000 $
EL438	87 183	Talisman Energy Inc.	10 mai 2006	09 mai 2011	09 mai 2015	3 850 000 $
EL439	82 820	Talisman Energy Inc.	10 mai 2006	09 mai 2011	09 mai 2015	5 125 000 $
EL440 [4]	87 872	MGM Energy Corp.	10 mai 2006	09 mai 2011	09 mai 2015	6 300 000 $
EL441	88 452	Husky Oil Operations Limited	10 mai 2006	09 mai 2011	09 mai 2015	10 500 000 $
EL454 [4]	82 100	MGM Energy Corp.	01 déc. 2008	30 nov. 2013	30 nov. 2017	5 487 626 $

[1] Représentants en date du 31 décembre 2011.

[2] Les dépenses au titre de la soumission ont été arrondies au $ le plus près.

[3] Conformément aux décrets d'interdiction, en vertu du paragraphe 12(1)a) de la Loi fédérale sur les hydrocarbures.

[4] Conformément au paragraphe 25(3) de la Loi fédérale sur les hydrocarbures, les permis de prospection EL434 et EL450 ont expiré et été remplacés par un nouveau permis consolidé EL461; de la même manière, les permis EL440 et EL454 ont expiré et été remplacés par le nouveau permis consolidé EL466. Notons que, selon les modalités du permis consolidé, un seul puits peut ne pas être suffisant pour toutes les terres en cause.

[5] Selon les modalités du permis, la première période peut être prolongée.

✓ Les exigences en ce qui a trait au puits ont été satisfaites à la fin de l'année. Le forage d'un puits d'exploration ou de délimitation avant la fin de la première période de la durée de validité est une condition préalable à l'obtention de la tenure pour la deuxième période.

ADMINISTRATION DES DÉPÔTS DE GARANTIE D'EXÉCUTION

Afin d'obtenir un permis de prospection, le soumissionnaire retenu à la suite d'un appel d'offres devra déposer l'équivalent de 25 % de son engagement pécuniaire comme garantie d'exécution des travaux. Le dépôt de garantie pourra être remboursé au cours de la première période si l'indivisaire entreprend les travaux et si les dépenses admissibles sont approuvées. Si les dépenses au cours de la première période n'atteignent pas le montant de la soumission initiale, la différence entre le dépôt restant et 25 % de l'engagement pécuniaire sera confisquée. Le défaut de forer un puits sur les terres avant la fin de la première période entraînera l'annulation du permis de prospection et les terres reviendront à la Couronne. Le forage d'un puits d'exploration ou de délimitation avant la fin de la première période est une condition préalable à l'obtention de droits de prospection pour la deuxième période.

Au cours de la deuxième période, selon les modalités du permis de prospection, des loyers sont payés sur une base annuelle, à l'avance, et au taux suivant par hectare : la première année de la deuxième période à 3 $; la seconde année de la deuxième période à 5,50 $; les troisième et quatrième années à 8 $. Les loyers peuvent être remboursés si les dépenses admissibles encourues au cours de la deuxième période ont été approuvées. Le défaut de payer les loyers entraînera l'annulation du permis. Si les dépenses au cours de la deuxième période n'atteignent pas le montant total des loyers annuels, la différence est confisquée par la Couronne.

En date du 31 décembre 2011, les dépôts conservés à titre de garantie d'exécution des travaux et de loyers totalisaient 626 493 078 $. Le tableau 5 illustre les recettes tirées de l'administration des intérêts en 2011.

Le loyer non remboursable est un revenu que les concessions pétrolières et gazières doivent verser sur une base annuelle, conformément au *Règlement sur les terres pétrolifères et gazifères du Canada*, et ce, avant la date d'échéance du bail.

Tableau 5 : Recettes tirées de l'administration des intérêts ($) 2007 - 2011

	2007	2008*	2009*	2010	2011
Loyers non remboursables (anciennes concessions) [1]	62 749	62 749	62 749	61 127	53 195
Frais[2]	26 998	30 762	5 467	16 872	33 143
Confiscations [3]	1 290 404	22 174 929	2 054 238	770 372	25 784 658
Total	**1 380 151**	**22 268 440**	**2 122 454**	**848 371**	**25 870 996**

[1] Ces concessions ont été accordées en vertu du Règlement sur les terres pétrolifères et gazifères du Canada et sont restées en vigueur en vertu de l'article 114 de la Loi fédérale sur les hydrocarbures.

[2] Frais de délivrance et droit exigible pour un service (article du Règlement sur l'enregistrement des titres relatifs aux terres domaniales).

[3] Les dépôts de garantie qui n'ont pas été compensés par des dépenses dans la première ou la deuxième période d'un permis de prospection.

* Ajustements aux recettes à la suite de corrections apportées au codage financier.

Conformément à l'article 15 du *Règlement sur l'enregistrement des titres relatifs aux terres domaniales*, divers frais seront imposés pour l'octroi de nouveaux permis de prospection, notamment, l'enregistrement des instruments ou la fourniture de résumés.

En 2011, les revenus de confiscations ont vu une augmentation significative par rapport à 2010. Deux facteurs ont contribués à cette hausse : l'exigence de forer un puits avant la fin de la première période n'a pas été rencontrée et un certain nombre de permis de prospection a expiré ou a été abandonné (voir le tableau 4). De plus, certains permis de prospection ont expirés en 2010 et la comptabilité des dépenses admissibles a été conclue en 2011.

DÉCLARATIONS DE DÉCOUVERTES IMPORTANTES ET EXPLOITABLES

L'Office national de l'énergie n'a fait aucune déclaration de découverte importante ou exploitable en 2011.

Retombées économiques

L'article 5.2 de la Loi sur les opérations pétrolières au Canada et l'article 21 de la *Loi fédérale sur les hydrocarbures* requiert qu'un plan de retombées économiques soit approuvé par le ministre des Affaires autochtones et du Nord canadien avant l'autorisation de tout travail ou de toute activité ou avant l'approbation d'un plan de développement se rapportant à un gisement ou à un champ dans les Territoires du Nord-Ouest, au Nunavut et au large des côtes de l'Arctique, à l'intérieur de la zone de responsabilité administrative du ministre.

Dans un plan de retombées économiques, une entreprise proposant des travaux ou des activités dans le secteur pétrolier doit décrire les principes, les stratégies et les procédures qui garantissent que les Canadiens et les entreprises canadiennes aient des chances égales de participer au projet. Le ministère demande également qu'une entreprise soumette un rapport sur les résultats de la mise en œuvre de son plan de retombées économiques. On encourage également les entreprises à favoriser le recours aux Autochtones locaux et à d'autres résidents et entreprises du Nord.

Les *Exigences en matière en matière de retombées économiques pour le Nord découlant des nouveaux programmes de prospection* ont été fort utiles aux sociétés pendant l'élaboration d'un plan de retombées économiques. Celles-ci pouvaient les consulter pendant la préparation de leur plan de retombées économiques pour s'assurer d'envisager et d'incorporer les pratiques et les principes qui contribuent à l'optimisation des retombées pour les gens du Nord et l'ensemble des Canadiens.

En réponse au rapport du printemps 2010 du vérificateur général du Canada (chapitre 4), le ministère a élaboré un régime de planification et de production de rapport plus simple et plus efficace afin de maximiser les retombées économiques pour les Canadiens. En décembre 2011, le ministère a commencé à consulter les intervenants au sujet des *Lignes directrices suggérées des plans de retombées économiques pour le Canada dans le Nord.*

Considérations environnementales

Dans le cadre du processus annuel menant aux demandes de désignation, les groupes autochtones du Nord sont avisés de l'intention du ministre d'ouvrir des terres et ont l'occasion de déterminer les zones à l'environnement sensible et celles présentant un intérêt particulier pour des raisons culturelles. Ce processus permet de discuter des préoccupations qui peuvent être soulevées par les activités ayant trait au pétrole ou au gaz résultant de l'émission de permis de prospection.

Affaires autochtones et Développement du Nord Canada sollicite l'apport de groupes d'experts des gouvernements territoriaux et d'autres ministères fédéraux à l'égard des demandes proposées, travaillant avec les ministères responsables des initiatives de conservation dans le Nord, y compris dans les zones protégées, les parcs nationaux et les réserves nationales de faune. Toutes les suggestions, ainsi que les plans d'aménagement des terres du Nord comme le plan d'aménagement des terres Gwich'in et l'ébauche du plan d'aménagement des terres Sahtu, sont utilisées lors de l'élaboration de la zone de demandes, des cartes et d'autres documents. Des plans de conservation orientent la planification des opérations dans la région désignée des Inuvialuit.

Les considérations environnementales et l'apport des groupes autochtones du Nord servent à alerter l'industrie d'inquiétudes potentielles qui peuvent devoir être traitées quand des entreprises exercent ultérieurement leurs permis d'utilisation des terres, leurs permis d'eau et leurs autorisations de travaux pour réaliser des opérations géophysiques ou de forage en vertu de leur permis de prospection.

La zone ouverte aux désignations, le contenu du dossier de demande de désignations et les clauses et conditions associées aux demandes de désignations et aux appels d'offres reflètent la prise en compte des conseils reçus lors de ce processus de mobilisation.

Plusieurs initiatives soutiennent l'analyse des considérations environnementales. Celles-ci incluent l'outil de gestion de l'environnement et des ressources pétrolières (OGERP), la recherche dans le cadre du fonds pour l'étude de l'environnement (FEE) et l'évaluation environnementale régionale de Beaufort (EERB). Ces initiatives sont décrites ci-dessous.

Outil de gestion de l'environnement et des ressources pétrolières

L'Outil de gestion de l'environnement et des ressources pétrolières (OGERP) est un système d'information géographique interactif, sur le Web, qui permet de produire des cartes démontrant les sensibilités socio-économiques et environnementales pour une sélection d'éléments importants de l'écosystème, basée sur des données fournies par des experts. Il comprend également des cartes résumant le potentiel géologique.

L'OGERP vise à améliorer la planification de l'attribution de droits et la prise de décision, encourager l'échange d'information avec les groupes autochtones du Nord et d'autres parties intéressées, et avertir les entreprises qui envisagent d'acquérir des permis de prospection dans des zones potentiellement sensibles qu'il leur faudra mettre en œuvre des mesures spéciales d'atténuation. Des thèmes environnementaux ont été cartographiés, y compris une sélection de composantes valorisées

de l'écosystème, assortis de cartes de zones socioéconomiquement sensibles conçues à partir de renseignements sur la chasse traditionnelle. Les cartes seront affinées avec le concours de partenaires en gestion des ressources.

L'OGERP couvre la mer de Beaufort, qui s'étend dans la direction nord-est à partir de 141° O. jusqu'à 76° N. En 2011, deux régions ont été ajoutées à l'OGERP : le Haut-Arctique qui inclut le bassin Sverdrup, et l'est de l'Arctique qui couvre la baie de Baffin depuis l'île Ellesmere jusqu'au détroit de Davis, en direction de l'extrémité sud de l'île de Baffin. L'OGERP est mis à jour avec de nouvelles informations à mesure qu'elles deviennent disponibles.

On peut trouver un lien vers l'OGERP ainsi que d'importants renseignements sur cette initiative à l'adresse suivante : www.aadnc-aandc.gc.ca/fra/1100100036632

Fonds pour l'étude de l'environnement

Le Fonds pour l'étude de l'environnement (FEE) est un programme de recherche qui finance des études sociales ou environnementales ayant trait à la prospection, le développement et la production de ressources pétrolières et gazières sur les terres domaniales. Le Fonds est établi en conformité avec la partie VII de la *Loi fédérale sur les hydrocarbures*.

Le conseil de gestion du FEE a financé son programme d'études nordiques de 2011 par des cotisations des sociétés d'exploration pétrolières et gazières du Nord qui ont été votées par le conseil. Le ministre a approuvé un budget de 883 397 $ pour le Nord, sur les recommandations du conseil.

Les hauts fonctionnaires d'Affaires autochtones et développement du Nord Canada participent à l'établissement des priorités de recherche et des projets financés par la FEE et reçoivent les points de vue éclairés des membres du Comité consultatif pour le Nord.

Deux études ont été réalisées et publiées en 2011 : *Bosworth Creek Water Quality Data Study: Final Report*, Rapport du FEE no 185); et *Ecologically-based criteria to assess the impact and recovery of seismic lines: The importance of width, regeneration, and seismic line density*, Rapport du FEE no 192).

Les recherches suivantes ont été poursuivies en 2011 : *Seabed Stability Conditions in the Shelf/Slope Transition Zone, Canadian Beaufort Sea* (deuxième année d'une étude sur deux ans); *Detection of Oil under Ice with Helicopter-Borne Ground Penetrating Radar* (deuxième année d'une étude sur deux ans); *Tracking Oil Spills/Ice Hazards with Ice-Ocean Forecast Model* (deuxième année d'une étude sur deux ans).

Deux nouvelles études ont été ajoutées en 2011 : *Improving the Accuracy of the Short-Term Ice and Ocean Forecasts in the Beaufort Sea* (première année d'une étude sur deux ans) et *eSPACE: Emergency Spatial Pre-SCAT for Arctic Coastal Ecosystems – Beaufort Sea/Mackenzie Delta* (première année d'une étude sur deux ans).

Pour plus d'information générale et sur les rapports publiés, veuillez consulter le site Web du FEE à l'adresse suivante : www.esrfunds.org.

Évaluation environnementale régionale de Beaufort

La première année de cette initiative étalée sur quatre ans pour élaborer une base de connaissances sur les informations scientifiques et socio-économiques de la mer de Beaufort a commencé en 2011. L'évaluation environnementale régionale de Beaufort (EERB) regroupera et résumera l'information régionale

afin de mieux gérer les activités pétrolières et gazières dans la mer de Beaufort. Les gouvernements, les Inuvialuit, les milieux industriels et universitaires travaillent ensemble à cet objectif commun.

L'initiative comprend un programme de recherche ciblé qui a financé 17 projets de recherche sur les enjeux prioritaires, y compris l'évaluation des populations de poisson en eau profonde, des oiseaux côtiers et marins, des dangers du fond marin, l'épaisseur de la glace de mer ainsi que la modélisation et la prévision des conditions océaniques et de l'état des glaces.

Six groupes de travail entreprennent des projets qui porteront sur des enjeux clés dans la mer de Beaufort, tels que: les changements climatiques, les effets cumulatifs, la gestion de l'information, la préparation et l'intervention en cas de déversement d'hydrocarbures, les indicateurs socio-économiques et culturels et la gestion des déchets.

L'information ainsi produite aidera les responsables de la réglementation à prendre des décisions sur le développement du secteur pétrolier et gazier extracôtier et assurera les collectivités quant à l'état de préparation du gouvernement pour les activités pétrolières et gazières en haute mer.

Autres activités de recherche

La Direction générale du pétrole et du gaz du Nord contribue à la recherche scientifique financée par le gouvernement fédéral afin de soutenir la prise de décision concernant les activités pétrolières et gazières sur les terres domaniales en représentant le ministère au Comité pour le portefeuille pétrole et gaz sur les terres domaniales du Programme de recherche et de développement énergétique.

ACTIVITÉS D'EXPLORATION ET DE DÉVELOPPEMENT

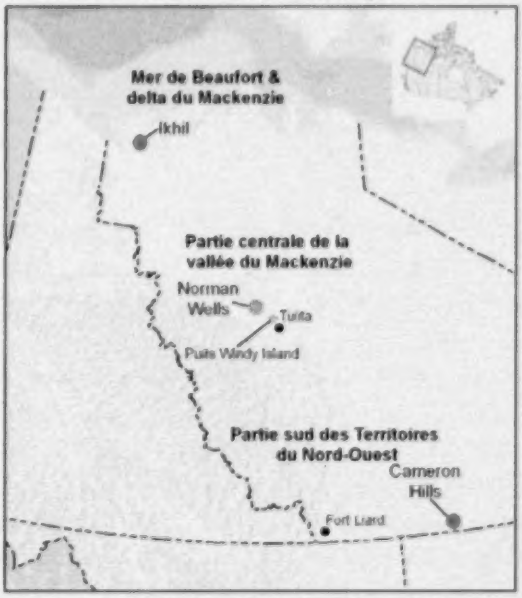
Sommaire

Un nouveau puits d'exploration a été foré dans la partie centrale de la vallée du Mackenzie et deux nouveaux puits de développement ont été forés dans le sud des Territoires du Nord-Ouest. Le total de mètres forés dans le Nord a atteint 5 236,1 mètres en 2011. De plus, 17 puits déjà forés ont été réentrés pour être retravaillés, terminés ou abandonnés.

Une seule opération géophysique sur le terrain a été réalisée en 2011. Cette opération n'en était qu'à ses débuts à la fin de l'année.

Le total des dépenses d'exploration dans le Nord en 2011 est provisoirement estimé à 20 millions $ sur un total 41 millions $ pour les dépenses d'exploration, de développement sur le terrain et diverses autres opérations se rapportant aux puits.

Diagramme 3 : Carte des principaux secteurs d'activité dans l'ouest de l'Arctique



Sud des Territoires du Nord-Ouest

Aucun nouveau puits d'exploration n'a été foré ni aucune acquisition de données sismiques n'a été effectuée dans cette région en 2011.

Paramount Resources Ltd. a foré deux nouveaux puits de développement dans le champ de production des collines Cameron, soit un total de 3 942,1 mètres. Le puits d'exploration pétrolière 2H-03 foré en 2011 a été mis en production en avril et le N-06 qui a été foré l'année précédente a commencé à produire du gaz en mars. De plus, les travaux ont repris dans onze puits dans le champ de production des collines Cameron.

À Pointed Mountain, à l'ouest de la rivière Liard, Lone Pine Resources Canada Ltd. a repris les travaux au puits L 68 qui avait initialement été foré par Amoco en 1982. Ce puits fait partie

Tableau 6 : Statistiques sur le forage 2011

Nom de puits	Lat (NAD 27)	Long (NAD 27)	Classe[1]	Profondeur totale (m)	Mètres forés en 2011	Démarage	Unité libérée	État du puits[2]	Permis[3]
Partie sud des Territoires du Nord-Ouest									
Nouveaux puit									
Paramount et al CAMERON 2H-03	60° 2' 20.4"	117° 30' 6.3"	DEV	2529,2	2529,2	20/janv./11	02/avr./11	PR	PL17
Paramount et al CAMERON E-52	60° 1' 26.0"	117° 25' 53.3"	DEV	1412,9	1412,9	06/fév/11	01/avr./11	S	0
Ré-entrées des puits précédemment forés									
Canadian Forest S. POINTED MOUNTAIN (D-1) L-68	60° 17' 42.8"	123° 57' 55.9"	DEL	4186,0	0,0	24/Août/11	15/oct./11	S	LEASE 838-70
Paramount et al CAMERON B-38	60° 7' 13.3"	117° 36' 19.1"	DEV	1647,4	0,0	12/fév./11	04/mar./11	A	PL14
Paramount et al CAMERON J-74	60° 3' 38.8"	117° 28' 55.7"	DEV	1460,3	0,0	14/ mar./11	19/ mar./11	PR	PL13
Paramount et al CAMERON M-74	60° 3' 58.8"	117° 29' 56.8"	DEV	1468,3	0,0	28/ mar./11	02/avr./11	PR	PL13
Paramount et al CAMERON I-73	60° 2' 44.6"	117° 28' 24.5"	DEV	1633,5	0,0	20/ mar./11	22/ mar./11	PR	PL4
Paramount et al CAMERON 2M-73	60° 2' 52.3"	117° 29' 31.9"	DEL	1518,6	0,0	28/jan./11	06/fév./11	PR	PL4
Paramount et al CAMERON E-52	60° 1' 26.0"	117° 25' 53.3"	DEV	1412.9	0,0	03/avr./11	06/avr./11	S	0
Paramount et al CAMERON F-75	60° 4' 29.3"	117° 29' 11.0"	DEV	1458,0	0,0	01/fév./11	01/fév/11	S	PL13
Paramount et al CAMERON E-07	60° 6' 19.9"	117° 31' 37.5"	DEV	1453,0	0,0	07/fév./11	08/fév./11	S	PL14
Paramount et al CAMERON J-04	60° 3' 31.3"	117° 30' 47.8"	DEV	1444,9	0,0	25/jan./11	27/jan./11	S	PL13
Paramount et al CAMERON H-03	60° 2' 23.7"	117° 30' 7.7"	DEV	1657,5	0,0	22/jan./11	25/jan./11	S	PL17
Paramount et al CAMERON N-28	60° 7' 59.2"	117° 35' 7.6"	EX	1588,1	0,0	05/ mar./11	12/ mar./11	S	PL14
Paramount et al LIARD 2M-25	60° 24' 50.7"	123° 35' 11.8"	DEV	4316,6	0,0	11/sept./11	16/oct./11	S	SDL99
Frobisher HAY RIVER #4	60° 42' 18.0"	115° 53' 10.0"	TEST	194,9	0,0	20/ mar./11	23/ mar./11	Re-A	0
Frobisher HAY RIVER #5	60° 42' 22.0"	115° 53' 5.0"	TEST	176,5	0,0	27/ mar./11	02/avr./11	Re-A	0
Frobisher HAY RIVER #5B	60° 42' 22.0"	115° 53' 10.0"	TEST	280,0	0,0	02/avr./11	07/avr./11	Re-A	0
Vallée du Mackenzie									
Nouveaux puit									
MGM et al WINDY ISLAND J-39	64° 58' 42.4"	125° 36' 22.8"	EX	1294,0	1294,0	07/fév./11	23/fév./11	A	EL454
Delta Mackenzie/Mer de Beaufort/Extrême Arctique/Régions Extracotières de l'est									
Ré-entrées des puits précédemment forés									
UGFI et al IKHIL K-35	68° 44' 43.7"	134° 9' 16.1"	EX	1534,1	0,0	13/ mar./11	28/ mar./11	S	PL06

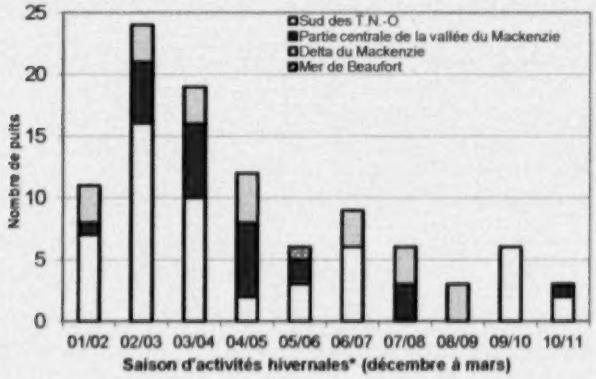
[1] Classe EX=puits d'exploration, DEL=puits de délimitation, DEV=puits de développement, TEST=Test de forage

[2] État des travaux S=suspendu, A=abandonné, PR=production, Re-A=Ré-abandonné

[3] Permis EL=Permis de prospection, SDL=Attestation de découverte importante, PL=Licence de production

de l'une des concessions de production (concession 838 70) délivré en vertu du *Règlement sur les terres pétrolifères et gazifères du Canada* pour la production du champ de Pointed Mountain.

Diagramme 4 : Puits forés de 2001-2002 à 2010-2011



*Ne comprend pas les forages de développement à Norman Wells
*Comprend les forages de développement dans les collines Cameron

Au sud de Hay River, trois anciens puits ont dû être de nouveau abandonnés. Ceux-ci avaient été forés par Frobisher Exploration Canada Ltd. dans les années 1940, mais ils sont actuellement considérés comme « orphelins », sans propriétaire. Les inspecteurs de l'Office national de l'énergie ont remarqué de faibles quantités de gaz fuyant des têtes de puits et il a fallu abandonner à nouveau les puits, car ceux-ci n'étaient pas conformes aux nouveaux standards. Le ministère des Affaires autochtones et Développement du Nord Canada a dirigé les opérations d'abandon.

Partie centrale de la vallée du Mackenzie

Aucun puits d'exploration n'a été foré en 2011 et aucune nouvelle activité de forage n'a été entreprise au champ Norman Wells.

Vers la fin de 2011, Explor Geophysical Ltd. a mis en œuvre un programme de levés sismiques 2D dans le district de Tulita. Ce programme non exclusif prévoit l'acquisition de données sismiques sur une distance de 600 km. À la fin de l'année, quelque 59,5 km avaient été achetés.

Outre cette opération sur le terrain, une autorisation d'achat et de retraitement des données sismiques a été délivrée.

Le delta du Mackenzie

Il n'y a eu ni forage exploratoire ni étude sismique sur terre dans le delta du Mackenzie en 2011.

Mer de Beaufort

Il n'y a eu ni forage exploratoire, ni acquisition de données sismiques dans la mer de Beaufort en 2011.

Archipel arctique du Nunavut

Il n'y a eu aucune exploration ni aucun développement de l'industrie dans cette région en 2011.

Zone extracôtière de l'est de l'Arctique

Il n'y a eu aucune exploration ni aucun développement dans les eaux canadiennes en 2011. La moitié est de la baie de Baffin a toutefois été le lieu du forage de cinq puits par Cairn Energy PLC en vertu du permis acquis auprès du gouvernement du Groenland. Aucune découverte n'a été annoncée.

[Note : Le Bureau d'information sur les terres domaniales de l'Office national de l'énergie est la principale source des données opérationnelles citées ci-dessus.]

Tableau 7 : Acquisition de données sismiques 2002-2011

	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Sismique - 2D (en Km)	2 506	586	189	564	3 917	6 028	12 684	1 488	6 165	59,5
Sismique - 3D (en Km /carré)	4 060	194	804	635	1 100	0	1 638	1 577	0	0

PRODUCTION

Trois champs ont produit du pétrole ou du gaz dans les Territoires du Nord-Ouest en 2011 : le champ pétrolier Norman Wells dans la partie centrale de la vallée du Mackenzie, le champ pétrolier Ikhil, dans le delta du Mackenzie et le champ des collines Cameron, au sud-ouest de Hay River, dans la partie sud des Territoires du Nord-Ouest. La production de quatre champs dans la région de Fort Liard est toujours suspendue. Aucun champ n'est en production dans le Nunavut ni dans la zone extracôtière de l'Arctique.

LE CHAMP NORMAN WELLS

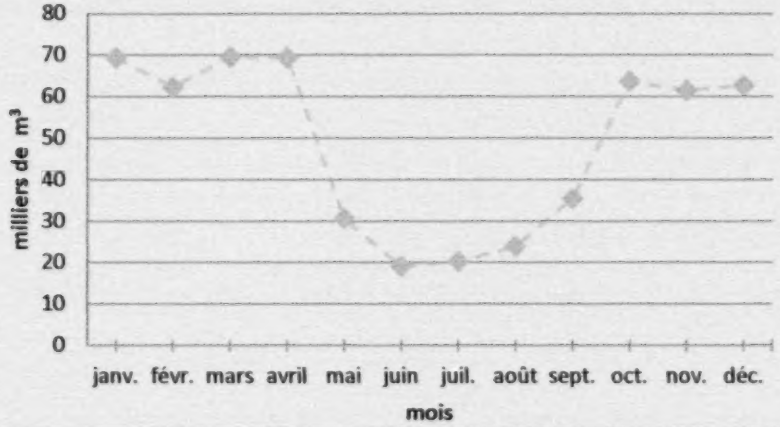
Le champ Norman Well d'Imperial Oil dans la partie centrale de la vallée du Mackenzie est le commencement de l'oléoduc de Norman Wells, exploité par Enbridge, qui s'étend jusqu'à Zama, en Alberta. Cet important champ de pétrole découvert en 1920 continue de produire du pétrole à partir d'un récif de l'ère dévonien qui se trouve en grande partie sous le fleuve Mackenzie. Ce champ a été entièrement développé au début des années 1980 et il n'a cessé de produire depuis 1985, bien qu'il y ait eu des périodes de production limitée. Au 31 décembre 2011, le champ avait produit un total cumulatif de 42,2 x 10^6 m^3 (265 millions de barils) en 21 années de production.

Cette année, le champ Norman Well a enregistré une baisse de production pétrolière de l'ordre de 30 % comparativement au niveau de 2010, en bonne partie en raison de la fermeture temporaire du pipeline Rainbow, en Alberta. L'Office national de l'énergie réglemente le pipeline Enbridge qui s'alimente au pipeline Rainbow. Ce pipeline a été fermé du 29 avril 2011 au 30 août 2011 et, durant cette période, le pipeline Enbridge a été forcé d'opérer à débit réduit (voir le diagramme 5).

IKHIL

Le gaz du champ Ikhil dans le delta du Mackenzie est produit à partir de deux puits (J-35 et K-35) et transporté par gazoduc sur une distance de 50 kilomètres, jusqu'à Inuvik, où il sert à la production d'électricité et au chauffage. Au mois de décembre 2011, ce champ qui est exploité par AltaGas Ltd. avait produit au total 195,1 x 10^6 m^3 (6,9 milliards de pieds cubes) de gaz naturel sur une période de production de treize ans.

Diagramme 5 : Production du champ pétrolier de Norman Wells en 2011



En mars, l'exploitant s'est à nouveau engagé pour compléter le puits Ikhil K-35, mais à la fin de l'année, le puits n'était pas encore été remis en production. Tou le gaz produit en 2011 provenait du puits Ikhil J-35.

Collines Cameron

Le seul champ en production dans le sud des Territoires du Nord-Ouest en 2011 était celui des collines Cameron, exploité par Paramount Resources Ltd. Le champ des collines Cameron produit du pétrole et du gaz qui sont transportés par pipeline jusqu'au sud de la région de Bistcho, dans le nord de l'Alberta. Au 31 décembre 2011, le champ avait produit au total 872 x 10^6 m^3 (30,8 milliards de pieds cubes) de gaz naturel et 381 x 10^3 m^3 (2,4 millions de barils) de pétrole après dix ans de production.

Cette année, le champ des collines Cameron a connu une baisse de production de 35 % comparativement au niveau de 2010. Ce déclin

Tableau 8 : Production de pétrole et de gaz 2007-2011

	2007	2008	2009	2010	2011	Variation 2010-2011 (%)
Production de pétrole (milliers de mètres cubes)						
Norman Wells (Imperial Oil)	964,3	893,6	869,0	840,7	588,2	-30,03%
Collines Cameron (Paramount)	53,3	47,8	32,2	31,4	20,4	-35,03%
Total	**1017,6**	**941,4**	**901,2**	**872,1**	**608,6**	**-30,21%**
Production de gaz (millions de mètres cubes)						
Norman Wells (Imperial Oil)	103,7	103,8	107,5	101,4	86,4	-14,79%
Ikhil (AltaGas)	17,9	18,9	18,0	17,7	17,0	-3,95%
Collines Cameron (Paramount)	99,0	80,3	66,9	59,4	60,9	2,53%
Fort Liard ("F-36" - Paramount)	52,6	0	0	0	0	0
Fort Liard ("K-29" - Paramount)	49,1	0	0	0	0	0
Total	**322,3**	**203,0**	**192,4**	**178,5**	**164,3**	**-7,96%**

Note : La production de Fort Liard est suspendue

Diagramme 6 : Production du pétrole 2002-2011

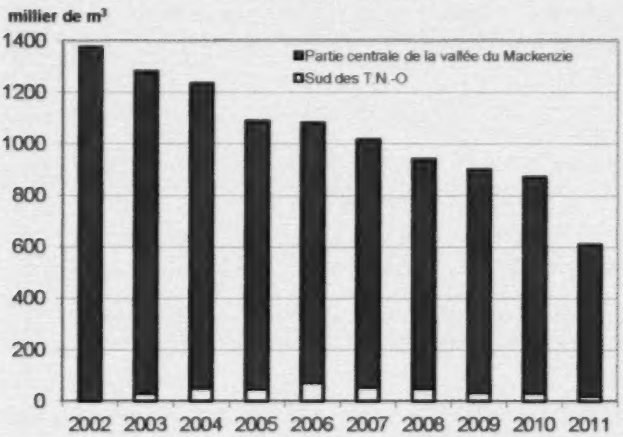
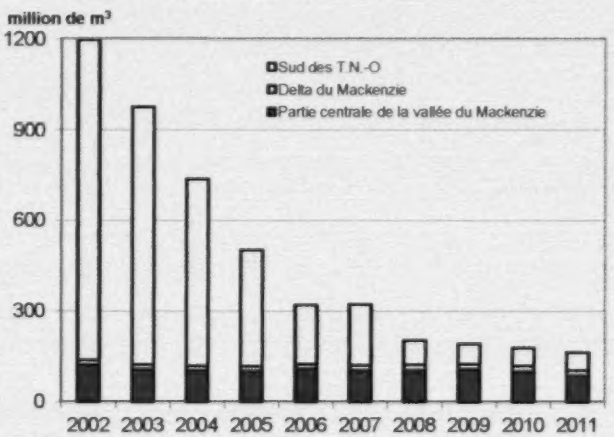


Diagramme 7 : Production de gaz 2002-2011



exceptionnel est lié à deux facteurs : le déclin naturel du champ pétrolier, et la baisse de la production de trois puits occasionnée par la défectuosité mécanique de l'équipement de pompage.

La production cumulée de pétrole en 2011 a été de 608.6 x 10^3 m^3 (3,8 millions de barils), une diminution de 30 % par rapport à 2010 (voir le tableau 8). La production totale de gaz naturel dans les Territoires du Nord-Ouest en 2011 a été de 164.3 x 10^6 m^3 (5,8 milliards de pieds cubes), une diminution de 8 % comparativement à l'année précédente (voir le tableau 8). Plus de la moitié du gaz produit était lié à la production pétrolière à Norman Wells et a servi à des activités sur le terrain.

LES REDEVANCES

Les redevances perçues pendant l'année civile pour la production de pétrole et de gaz sur les terres domaniales se sont élevées à 11 652 548 $ (voir le tableau 9). Ceci représente une baisse de 26 % par rapport à 2010. Deux facteurs expliquent cette baisse : la baisse prévue du rendement des puits et la capacité opérationnelle limitée du pipeline d'Enbridge.

Les redevances versées sur la production du champ pétrolier Norman Wells sont déterminées par *l'Accord sur les réserves prouvées du Norman Wells* (1944). Cette entente prévoit une redevance du tiers du profit net de la production à la Couronne (n'apparaît pas dans le présent rapport).

VÉRIFICATIONS ET ÉVALUATIONS

La Direction générale du pétrole et du gaz du Nord gère un programme de vérification et d'évaluation basé sur le risque, dans le cadre duquel on surveille régulièrement et on vérifie périodiquement les redevances sur le pétrole ou le gaz provenant des terres domaniales du Nord.

Deux nouvelles vérifications ont été entreprises en 2011 et devraient être terminées en 2012. Une évaluation fondée sur une vérification terminée en 2010 a été déposée en 2011, conformément à l'article 61 de la *Loi fédérale sur les hydrocarbures*. En 2011, la Couronne a reçu le montant total qui lui était dû pour cette évaluation effectuée en 2011 ainsi que pour une évaluation qui a été déposée en 2010.

Tableau 9 : Redevances perçues 2007-2011

	2007	2008	2009	2010	2011
Redevances	25 078 071 $	30 381 061 $	18 876 656 $	15 762 287 $	11 652 548 $

Note : les redevances du champ Ikhil ne sont pas incluses. Ikhil est situé sur les terres des Inuvialuit et est administré au nom des Inuvialuit, conformément à l'article 7(94) de la Convention définitive des Inuvialuit.
1 Le total des redevances comprend les redevances de Norman Wells sur les deux tiers de la production. Le profit net de la Couronne provenant du tiers restant de la production n'est pas inclus.
2 Les revenus de 2009 comprennent un dépôt de 4 millions $ par l'indivisaire aux fins de vérification et d'évaluation. La vérification a été complétée en décembre 2010 et l'évaluation a été déposée en mars 2011. La Couronne a reçu le montant total qui lui était dû en 2011.

SOURCE DE RENSEIGNEMENTS ADDITIONNELS

DIRECTION GÉNÉRALE DU PÉTROLE ET DU GAZ DU NORD

Veuillez d'abord consulter notre site Web à l'adresse suivante :

http://www.aadnc-aandc.gc.ca/fra/1100100036087.

Pour obtenir des renseignements plus détaillés, veuillez communiquer avec la source appropriée par téléphone ou par écrit.

Adresse postale :
Direction générale du pétrole et du gaz du Nord
Affaires autochtones et Développement du Nord Canada
OTTAWA ON K1A 0H4

Par messager seulement :
Direction générale du pétrole et du gaz du Nord
Affaires autochtones et Développement du Nord Canada
10, rue Wellington
GATINEAU QC K1A 0H4
Téléphone : 819-997-0877
Télécopieur : 819-953-5828

Information sur le régime de gestion des ressources, des demandes de nominations et de soumissions, et d'autres informations connexes : Gestionnaire, Régime foncier – téléphone : 819-934-9392.

Information sur les procédures et les règlements concernant l'enregistrement, les permis de prospection, de production et reliés aux découvertes importantes, les transferts et les notifications :
Registraire – téléphone : 819-997-0048.

Information sur les cartes reliées au pétrole et au gaz du Nord et sur les données du système d'information géographique (SIG) : Agent géomaticien – téléphone : 819-934-9394

Information sur l'histoire de l'exploration dans le Nord et sur les activités géologiques et géophysiques :
Géologue pétrolier principal – téléphone : 819-953-8722.

Information sur la politique des redevances la présentation des redevances :
Gestionnaire, Politique financière et Administration des redevances – téléphone : 819-953-8790

Information sur le plan des retombées économiques pour le Nunavut et au large des côtes dans le Nord est disponible auprès de la Direction générale du pétrole et du gaz du Nord – téléphone : 819-953-2087

De l'information sur les plans de retombées économiques associées aux nouveaux programmes sur les terres dans les Territoires du Nord-Ouest est disponible auprès du bureau régional du ministère des Territoires du Nord-Ouest à l'adresse suivante :

Division du développement du pétrole et des avantages
Bureau régional des Territoires du Nord-Ouest
Affaires indiennes et du Nord Canada
4914, 50e rue, Case postale 1500
Yellowknife (T. N.-O.) X1A 2R3
Téléphone : 867-669-2469
Télécopieur : 867-669-2705

AUTRES SOURCES D'INFORMATION

Office national de l'énergie

•Le secteur des opérations est chargé de réglementer l'exploration, la mise en valeur et la production des hydrocarbures dans les régions pionnières non visées par la *Loi fédérale sur les hydrocarbures*, la Loi sur les opérations pétrolières au Canada et la Loi sur l'Office national de l'énergie.

•Le Bureau d'information sur les terres domaniales offre des cartes, des informations techniques, des rapports géologiques et géophysiques, et des rapports et des dossiers sur l'historique des puits.

Office national de l'énergie
444, 7e Avenue sud-ouest
Calgary, Alberta T2P 0X8
Téléphone : 403-292-4800
Site Web : http://www.one.gc.ca/

Northwest Territories Geoscience Office

Northwest Territories Geoscience Office entreprend des recherches pour évaluer le potentiel des hydrocarbures des bassins sédimentaires dans les Territoires du Nord-Ouest et fournir des données, de l'information générale et des conseils dans les disciplines du pétrole et des sciences de la terre.

Site Web : http://www.nwtgeoscience.ca (disponible en anglais seulement)

Commission géologique du Canada

La Commission géologique du Canada (Calgary) offre l'accès à des installations publiques d'observation de carottes et d'échantillon et fournit des renseignements sur les puits forés au nord du 60e parallèle à l'adresse suivante :

Commission géologique du Canada (Calgary)
3303, 33e Rue nord-ouest
Calgary, Alberta T2L 2A7
Téléphone : 403-292-7000
Site Web : http://gsc.nrcan.gc.ca/org/calgary/index_f.php

Pour obtenir de l'information géologique sur la région du détroit de Davis et de la baie de Baffin :

Commission géologique du Canada (Atlantique)
Institut océanographique de Bedford
CP 1006
DARTMOUTH NS B2Y 4A2
Site Web : http://gsc.nrcan.gc.ca/org/atlantic/index_f.php